

(TH2389)

OA80-01
PA

OPTICS - PATENTS

24/04/06

08:11:44

PAGE: 1

RENEWAL DETAILS

PUBLICATION NUMBER

EP0426820

PROPRIETOR(S)

Eastman Christensen GmbH, Christensenstr. 1, D-29221 Celle, Federal
Republic of Germany

DATE FILED

23.05.1990

DATE GRANTED

17.01.1996

DATE NEXT RENEWAL DUE

23.05.2006

DATE NOT IN FORCE

DATE OF LAST RENEWAL

18.05.2005

YEAR OF LAST RENEWAL

16

STATUS

PATENT IN FORCE

**** END OF REPORT ****

REGISTER ENTRY FOR EP0426820

European Application No EP90908523.5 filing date 23.05.1990

Application in German

Priority claimed:

23.05.1989 in Federal Republic of Germany - doc: 3916704

PCT EUROPEAN PHASE

PCT Application PCT/EP1990/000837 Publication No WO1990/014497 on
29.11.1990

Designated States BE FR GB NL

Title PROCESS AND DEVICE FOR TRANSMITTING DATA SIGNALS AND/OR CONTROL SIGNALS
IN A PIPE TRAIN.

Applicant/Proprietor

EASTMAN CHRISTENSEN GMBH, Christensenstr. 1, W-3100 Celle 1, Federal
Republic of Germany [ADP No. 50919612001]

Inventors

RAINER JÜRGENS, Osterloher Landstr. 20, W-3100 Celle, Federal Republic of
Germany [ADP No. 58554031001]

VOLKER KRÜGER, Fritzenwiese 40, W-3100 Celle, Federal Republic of Germany
[ADP No. 58554049001]

JOACHIM OPPELT, Meffertstr. 52, W-3000 Hannover 51, Federal Republic of
Germany [ADP No. 58554056001]

DAGOBERT FELD, Podbielskistr. 32, W-3000 Hannover 1, Federal Republic of
Germany [ADP No. 58554064001]

MARTIN SCHLEEMANN, Taubenweg 19, W-3014 Laatzen, Federal Republic of
Germany [ADP No. 58554072001]

Classified to

E21B H01F

Address for Service

GRAHAM WATT & COMPANY, Riverhead, SEVENOAKS, Kent, TN13 2BN, United
Kingdom [ADP No. 00001685001]

EPO Representative

BUSSE & BUSSE PATENTANWÄLTE, Postfach 1226 Grosshandelsring 6, W-4500
Osnabrück, Federal Republic of Germany [ADP No. 50580224002]

Publication No EP0426820 dated 15.05.1991 and granted by EPO 17.01.1996.

Publication in German

Examination requested 15.05.1991

Patent Granted with effect from 17.01.1996 (Section 25(1)) with title PROCESS
AND DEVICE FOR TRANSMITTING DATA SIGNALS AND/OR CONTROL SIGNALS IN A PIPE
TRAIN. Translation filed 18.01.1996

- 15.12.1995 Notification from EPO of change of Applicant/Proprietor details
from
EASTMAN CHRISTENSEN GMBH, Christensenstr. 1, W-3100 Celle 1,
Federal Republic of Germany [ADP No. 50919612001]
to
EASTMAN CHRISTENSEN GMBH, Christensenstr. 1, D-29221 Celle, Federal
Republic of Germany [ADP No. 50919612001]
Entry Type 25.14 Staff ID. RD06 Auth ID. EPT
- 15.12.1995 Notification from EPO of change of EPO Representative details from
BUSSE & BUSSE PATENTANWÄLTE, Postfach 1226 Grosshandelsring 6,
W-4500 Osnabrück, Federal Republic of Germany [ADP No. 50580224002]
to
BUSSE & BUSSE PATENTANWÄLTE, Postfach 12 26, D-49002 Osnabrück,
Federal Republic of Germany [ADP No. 50580224002]
Entry Type 25.14 Staff ID. RD06 Auth ID. EPT
- 15.12.1995 Notification from EPO of change of Inventor details from
RAINER JÜRGENS, Osterloher Landstr. 20, W-3100 Celle, Federal
Republic of Germany [ADP No. 58554031001]

VOLKER KRÜGER, Fritzenwiese 40, W-3100 Celle, Federal Republic of
Germany [ADP No. 58554049001]

JOACHIM OPPELT, Meffertstr. 52, W-3000 Hannover 51, Federal
Republic of Germany [ADP No. 58554056001]

DAGOBERT FELD, Podbielskistr. 32, W-3000 Hannover 1, Federal
Republic of Germany [ADP No. 58554064001]

MARTIN SCHLEEMANN, Taubenweg 19, W-3014 Laatzen, Federal Republic
of Germany [ADP No. 58554072001]
to
RAINER JÜRGENS, Osterloher Landstr. 20, D-3100 Celle, Federal
Republic of Germany [ADP No. 63726236001]

VOLKER KRÜGER, Fritzenwiese 40, D-3100 Celle, Federal Republic of
Germany [ADP No. 63726244001]

JOACHIM OPPELT, Meffertstr. 52, D-3000 Hannover 51, Federal
Republic of Germany [ADP No. 63726251001]

DAGOBERT FELD, Podbielskistr. 32, D-3000 Hannover 1, Federal
Republic of Germany [ADP No. 63726269001]

MARTIN SCHLEEMANN, Taubenweg 19, D-3014 Laatzen, Federal Republic
of Germany [ADP No. 63726277001]
Entry Type 25.14 Staff ID. RD06 Auth ID. EPT
- 20.02.1996 Patent Granted with effect from 17.01.1996 (Section 25(1)) with
title PROCESS AND DEVICE FOR TRANSMITTING DATA SIGNALS AND/OR
CONTROL SIGNALS IN A PIPE TRAIN. Translation filed 18.01.1996
Entry Type 2.2 Staff ID. AC1 Auth ID. F54

- 12.08.2002 Notification of change of Address For Service address of
GRAHAM WATT & COMPANY, Riverhead, SEVENOAKS, Kent, TN13 2BN, United
Kingdom [ADP No. 00001685001]
to
GRAHAM WATT & COMPANY, St Botolph's House, 7-9 St Botolph's Road,
SEVENOAKS, Kent, TN13 3AJ, United Kingdom [ADP No. 00001685001]
dated 19.04.2002. Written notification filed on GB2323790
Entry Type 7.3 Staff ID. MH1 Auth ID. C1
- 16.03.2004 Name and address maintenance action has taken place and the address
for Address For Service is
GRAHAM WATT & CO, Patent & Trade Mark Attorneys, St Botolph's
House, 7-9 St Botolph's Road, SEVENOAKS, Kent, TN13 3AJ, United
Kingdom [ADP No. 08489015001]
this change is effective from 16.03.2004
Entry Type 7.5 Staff ID. VLAW Auth ID. NA20
- 21.04.2004 Name and address maintenance action has taken place and the address
for Address For Service is
GRAHAM WATT & CO LLP, Patent & Trade Mark Attorneys, St Botolph's
House, 7-9 St Botolph's Road, SEVENOAKS, Kent, TN13 3AJ, United
Kingdom [ADP No. 08839284001]
this change is effective from 21.04.2004
Entry Type 7.5 Staff ID. GRWI Auth ID. NA20

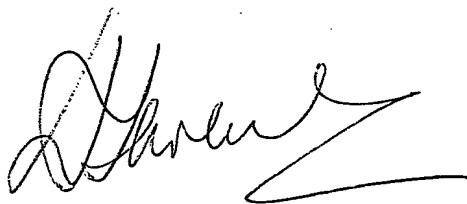
**** END OF REGISTER ENTRY ****

PATENTS ACT, 1977

IN THE MATTER OF
European Patent No. 0 426 820
(Application No. 90908523.5)
in the name of
EASTMAN CHRISTENSEN GmbH

I, DENNIS STANLEY TAVENER, Fellow of the Institute of Linguists and Member of the Institute of Translation and Interpreting, of 52 Garden Wood Road, East Grinstead, West Sussex RH19 1JU, hereby certify that I am fully conversant with the German and English languages and that the attached represents an accurate translation into English to the best of my knowledge and ability.

Signed this 15th day of January 1996



.....
(Dennis S. Tavener, FIL, MITI)

The invention relates to a device for transmitting data and/or control signals in a drill line during the operation of a drilling implement comprising a drill bit, particularly for transmitting data and/or control signals from the bore hole to the surface, in an embodiment according to the preamble to claim 1.

In the case of known devices for transmitting data and/or control signals in a drill line, the appliances for data acquisition and the processor for converting the data into a sequence of electrical control signals are combined into the same housing insert or in separate directly adjacent housing inserts which can be coupled to one another galvanically, for example by the use of plug-in connections. However, such an arrangement is only suitable for the acquisition of such data as are not or are not expressly and selectively tied to one location such as is for example data applicable to inclination, azimuth, temperature or pressure.

Furthermore, DE-B-34 28 931 discloses instruments in which ascertained data and control data signals are transmitted as pressure pulses from a transmitter via the drilling mud in the drilling implement to a receiver unit and from there to the processor. This type of transmission is viable for many areas of use but for specific data transmission requirements, for example for the transmission of data from a fixed drill line part to a rotating drill line part, it can only be used at an increased cost. This is also true for the transmission of data over relatively great depths, for example in the case of directional drilling. The disposition possibilities of pressure pulse sensors within the drill line is in addition limited due to the susceptibility of such appliances to wear and tear.

FR-A-2 303 153 discloses a device for transmitting data signals in a drill line of the type mentioned at the outset. In the case of this device, data signals are transmitted acoustically via sound sensors/sound receiver units, but not however from a fixed and a rotating part of the drill line. The same also applies to the devices known from WO 88/01096, US-A-3 090 031 and DE-A-39 16 704.

Therefore, it is the object of the present invention to provide a device of the type mentioned at the outset but with which both location-linked data as well as data which has to be acquired by the processor from other locations can be rapidly transmitted, even for instance in the case of directional drilling, while taking into account the peculiarities of the conditions of use prevailing in the drill line, in fact even from rotating areas to fixed parts of the drill line.

In order to resolve this problem, the device of the type mentioned at the outset is characterised by the features indicated in the characterising part of claim 1. Essential advantageous further developments of the device will emerge from claims 2 to 17.

By reason of the transmission of data or control signals over the transmission path between the transmitter and receiver units via magnetically inductive couplers which can be coupled in a transformer sense, or by audio signal transmitters and receivers, expediently ultrasonic or solid-body transmissive reception and transmission equipment, means that firstly the prerequisite for increased transmission velocity combined with a reduction in transmission errors, even in directional drilling for example, is satisfied.

Furthermore, in critical areas in the rough everyday operation of a drill line, between the pipes which are to be connected, data transmission can take place in which a galvanic cable connection for a direct link would necessitate a considerable manufacturing and/or installation cost or, by reason of the rough operating conditions during drilling work, there would be the risk of considerable susceptibility on the part of the cable connection to break down. Therefore, the data and/or control signals need to be transmitted from a fixed outer pipe, for example during drilling operations, to a rotating inner pipe without any contact being made. Transmission of data signals in two directions is possible at only minimal cost so that a receiver unit can without problem function as a transmitter unit in that for example selected frequency ranges are associated with transmission or reception functions. Filters can be used for this. Equally, these respectively two-fold operational problems can also be performed by suitable control circuits.

The transmission elements required for inductive data transmission and/or audio signal transmission are known structural elements which only need to be used or designed according to the particular application and adjusted to what are the operationally optimum transmission conditions. For example, induction loops or coils are suitable as magnetically inductive couplers for both the transmitter and also the receiver unit, their number of windings or winding diameter needing to be suitably adapted to the operating conditions. Furthermore, magnetic field sensitive semiconductor sensors also constitute suitable inductively magnetic receiver units. Ideally, the magnetically inductive couplers in the mutually facing end ranges and

serving on the one hand as transmitting and on the other as receiver units are orientated freely in respect of one another, so that they can in a structurally simple manner be coupled on a transformer basis. If magnetically inductive couplers are provided at both ends of a pipe as receivers on the one hand and transmitters on the other, for a subsequent drill pipe, then they can be connected to one another galvanically by cable connections which have to be provided but they can also be connected by electrically conductive drill pipe wall parts. Electrically conductive drill pipe wall parts can be outwardly or inwardly so adapted to the transmission tasks of coils that they are at a sufficient gap from the coil that they do not have a falsifying effect on the alternating magnetic fields, by reason of their electrical conductivity.

The data and/or control signals received from the receiver unit of the transmission paths are passed on to a transmitter unit of a further transmission path, whence they are passed on. Consequently, both the magnetically inductive couplers and also the audio sensors or receivers of the transmission path can be coupled to this further transmission path which comprises as transmitter and receiver units the transmission elements known for example from DE-B-34 28 931, such as for example pressure pulse transmitters. In this case, the pressure pulses are transmitted to the pressure pulse receiver unit via the drilling mud of the drill implement which constitutes the further transmission path and which is in known manner connected to the processor for processing the received data and control signals.

By way of further explanation of the invention, reference is made to further sub-claims, to the ensuing description and

to the accompanying drawings which show a diagrammatic broken away cross-sectional view.

In the drawings:

Fig. 1 shows an embodiment of the device according to the invention in the case of a drill line for directional drilling with on the one hand signal transmission through solid bodies and subsequent pressure pulse signal transmission;

Fig. 2 shows a further embodiment of the device according to the invention with on the one hand inductive signal transmission from an applied pressure force sensor and on the other pressure pulse data transmission for applied pressure force signals and for inclination and directional data signals from a further sensor;

Fig. 3 shows an embodiment of the device according to the invention with pressure pulse signal transmission of inclination and directional measured data signals to the processor and with solid-body signal transmission of inclination and directional measured data to a directional drilling tool.

The drill implements illustrated in the drawings and with devices according to the invention in each case comprise a drill line generally designated 1 with an inner passage 2 and an annular space 3 surrounding the drill line 1.

In the case of the embodiment of device shown in Fig. 1, the drill line 1 is used for directional drilling. The drill line 1 has, once again, an inner channel 2 and an annular space 3 surrounding the drill line 1. While the drilling

implement is operating, a pump which is not shown pumps drilling mud downwards through the inner channel 2 and on its way to the bottom of the bore hole the drilling mud drives a drilling turbine, not shown, and emerges through nozzles in the rotary drill bit 5 which is driven by the drilling turbine and passes into the bore hole, returning to the surface through the annular space 3 which surrounds the drill line. Here, once again, there is above the rotary drilling bit 5 a sensor 7 for measured data in respect of inclination and direction and which is connected to the transmitter 11 for transmitting audio signals through solid bodies. Between the drill pipe carrying the transmitter 11 for transmitting signals through solid bodies, and the underground drilling motor 12 with drilling mud drive, there is a further articulating member 13. The measured inclination and direction data ascertained by the sensor 7 are passed to the receiver 14 by the transmitter 11 by audio transmission through solid bodies. Disposed above the receiver 14 is a pressure pulse transmitter 15 of known type which passes on to the pressure pulse receiver 16 the signals obtained from the receiver 14, via a further transmission path which is formed by the drilling mud in the inner pipe 2. After conversion into electrical signals, these are evaluated in the processor 10.

In the embodiment shown in Fig. 2, there is above the rotary drilling bit 5 of the drill line 1 a first sensor 17 for the acquisition of applied pressure force signals. The said sensor is galvanically connected to a coil 18. The coil 18 is the transmitter for the magnetically inductive transmission of received signals to a coil 20 coupled in transformer fashion to the coil 18 via the free air gap 19 and which nevertheless represents the receiver for this magnetically inductive transmission path so that data

transmission takes place without contact from the rotating parts 5, 17 and the outer pipe 21 of the drill line 1 and carrying the coil 18 to the non-rotating drill pipe wall parts 22 and the drilling motor 23 adjacent thereto. Via the underground motor 23, the signals from the sensor 17 are passed by galvanic coupling through a cable connection 24 to an inclination and direction sensor 25. The measured data generated in the two sensor units 17 and 25 are then in known manner passed jointly from the pressure pulse transmitter unit via the column of drilling mud in the passage 2 in the drill linkage to the pressure pulse receiver 16 and from there via a cable connection to the processor after conversion into electrical signals.

In the case of the embodiment shown in Fig. 3, an inclination and direction sensor is connected both to a pressure pulse transmitter 27 for transmitting measured inclination and direction signals to the pressure pulse receiver 28 and for passing them on after conversion to electrical signals to the processor 10 and also via a cable connection 29 to a transmitter 30 for transmitting short-pass data through a solid body to a solid-body audio receiver 31. Above and below the inclination and direction data sensor are a plurality of anti-magnetic drill stems 32 in order not to influence the inclination and direction data acquisition by magnetically sensitive sensors. The control signals transmitted from the inclination and direction sensor 26 via solid-body audio transmission to the receiver 31 are passed on through a cable connection 33 to the directional drilling tool 34 so that when there is a divergence between a predetermined direction or inclination and the actual values ascertained by the sensor 26, control movements are carried out until such time as the divergence has reduced to within a predeterminable tolerance range.

In addition to the aforementioned devices it is possible that for transmitting equipment and sensors generally both further electronic components may be required for signal processing as well as batteries or generators driven by the drilling mud or rotating drill line parts may be needed to generate electrical energy, said devices being however known per se and being provided in whatever manner is appropriate.

Patent claims:

1. A device for transmitting data and/or control signals in a drill line (1) during the operation of a drilling implement comprising a drill bit (5), particularly for transmitting data and/or control signals from the bore hole to the surface with, adapted to be provided on the drill line (1), at least one control device and/or data acquisition unit and a processor (10), the data and/or control signals between processor (10) and control device or data acquisition unit being transmitted over a path from a transmitter unit to a receiver unit, the transmission path for conveying data and/or control signals between the transmitter and receiver unit comprising mutually associated magnetically inductive couplers (18, 20) or mutually associated audio sensors/audio receiver units (8, 9, 11, 14, 30, 31), the data and/or control signals received by the receiver unit (20) of the transmission path being passed to a transmitter unit (15) of a further transmission path and the transmitter unit (15) of the further transmission path sending the received signals to the receiver unit (16) of the further transmission path, characterised in that mutually associated inductive couplers (18, 20) or audio sensors/audio receivers (8, 9, 11, 14, 30, 31) are disposed on portions of the drill line which are adapted for rotating movement in relation to one another and in that the data and control signals are transmitted from one drill line to the other without contact and in that the further transmission of the data and control signals takes place via pressure pulse signals or by a galvanic connection.

2. A device according to claim 1, characterised in that magnetically inductive couplers in oppositely disposed end portions of one pipe of the drill line (1) can be connected to one another galvanically by a cable connection (39, 40) and/or electrically conductive pipe wall parts.

3. A device according to claim 2, characterised in that magnetically inductive couplers (18, 20) are constructed as coil bodies and/or magnetic field-sensitive semi-conductor sensors disposed in the end portions of mutually facing pipes (35,36) of the drill line (1).

4. A device according to claim 3, characterised in that the magnetically inductive couplers (18, 20) disposed in the end portions of the pipes (35, 36) of the drill line face one another freely and are coupled by transformer.

5. A device according to claim 1, characterised in that magnetically inductive couplers (18, 20) of oppositely adjacent electrically conductive pipe wall parts can be provided and are spaced apart from one another.

6. A device according to one of claims 1 to 5, characterised in that the transmission path comprising the magnetically inductive couplers (18, 20) has associated with it a further transmission path comprising its own transmitter unit (15) and its own receiver unit (16).

7. A device according to claim 6, characterised in that the transmitter unit (15) of the further transmission path can be subject to the data and/or control signals transmitted by the first transmission path.

8. A device according to claim 6 or 7, characterised in that the further transmission path is formed by a drilling fluid of the drilling implement which is subject to pressure pulses from the further transmitter unit (15).
9. A device according to claim 1, characterised in that the data received by the audio sensor (8) are passed on to the audio receiver (9) in the form of ultrasonic signals.
10. A device according to claim 1, characterised in that the data signals received by the audio sensor (11, 30) are passed to the audio receiver (14, 31) as audio signals which pass through solids.
11. A device according to claim 10, characterised in that the audio signals adapted to pass through solids are transmitted to the audio receiver (14, 31) via parts of the pipe line.
12. A device according to claim 9, characterised in that the transmission path is formed by drilling mud in the drilling implement, the audio signals being transmitted via the drilling mud.
13. A device according to claim 8 or 9, characterised in that the transmission path is formed by a column of air situated inside the drill line, the audio signals being transmitted by the audio sensor to the audio receiver (9) via the column of air.
14. A device according to one of claims 8 to 13, characterised in that the audio signals received by the audio receiver (9, 14, 31) of the transmission path are passed to

a transmitter unit (15) of a further transmission path on the downstream side and are passed from there to a receiver unit (16) incorporated into the further transmission path.

15. A device according to claim 14, characterised in that the audio signals received from the transmitter unit (15) of the further transmission path are passed on as pressure pulse signals.

16. A device according to claim 1, characterised in that signal amplifiers are provided between the audio sensor (8, 11, 31) and the audio receiver (9, 14, 30).

17. A device according to claim 1, characterised in that piezo electric transducers are fixed to parts of the inside walls of the drill pipe to serve as audio signal transmitters and receivers.

Three sheets of drawings

1/3

~~ETD GERSTEN~~ AM
19.04.95
1/3 - 3/3

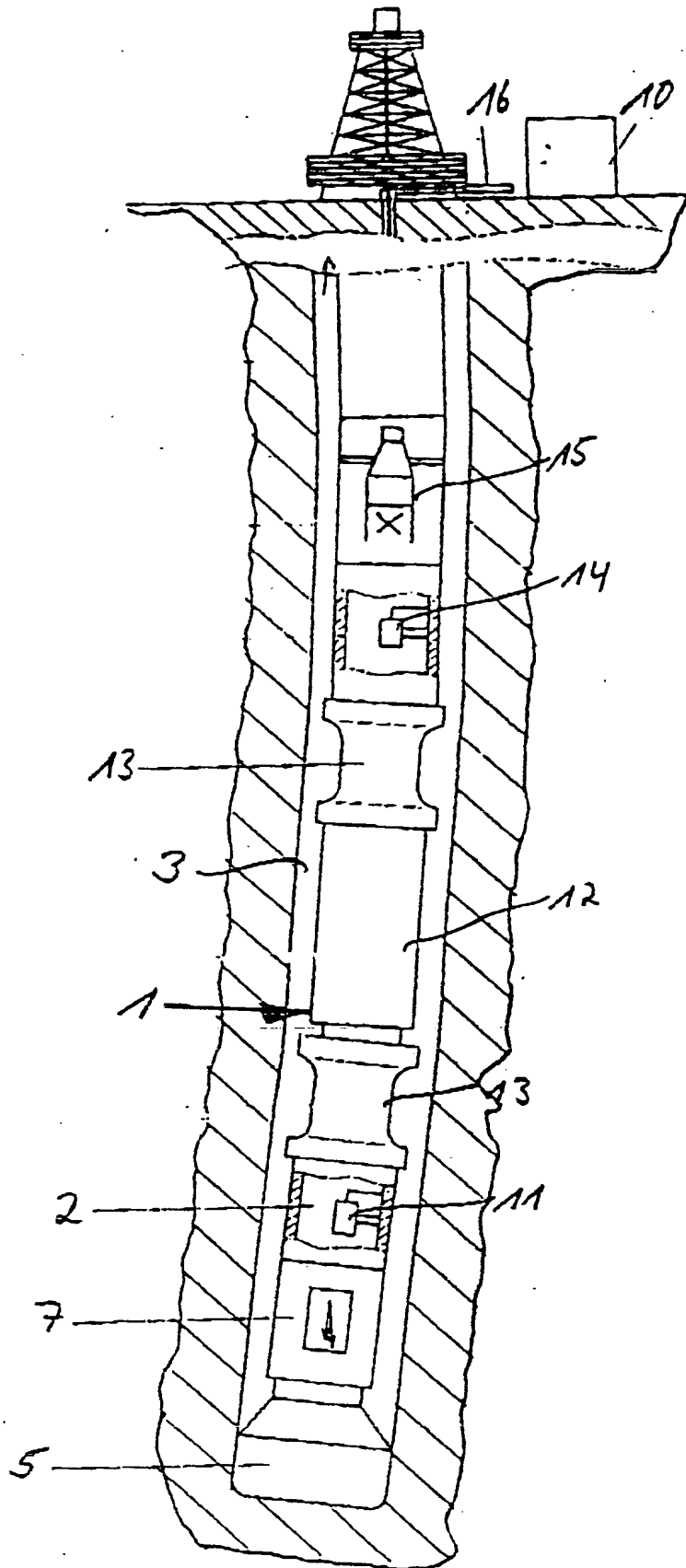


Fig. 1

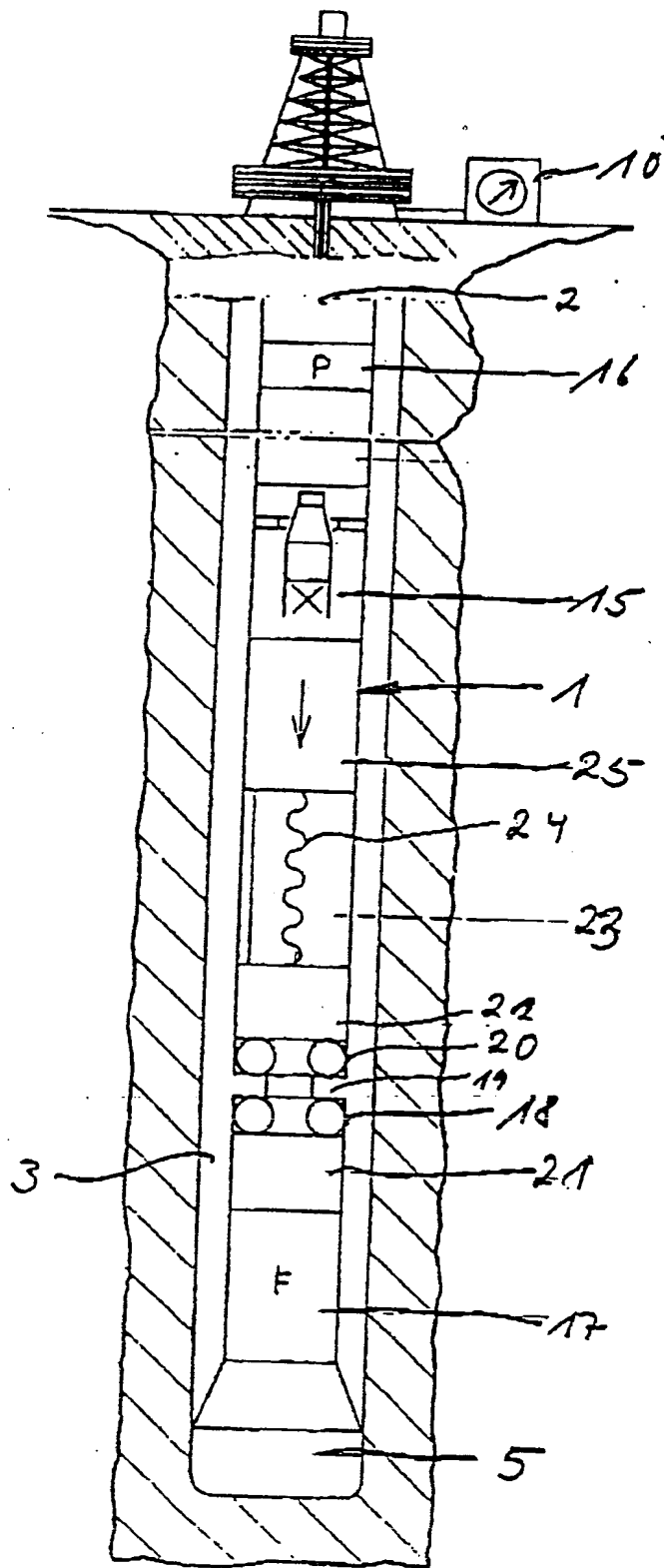


Fig. 2

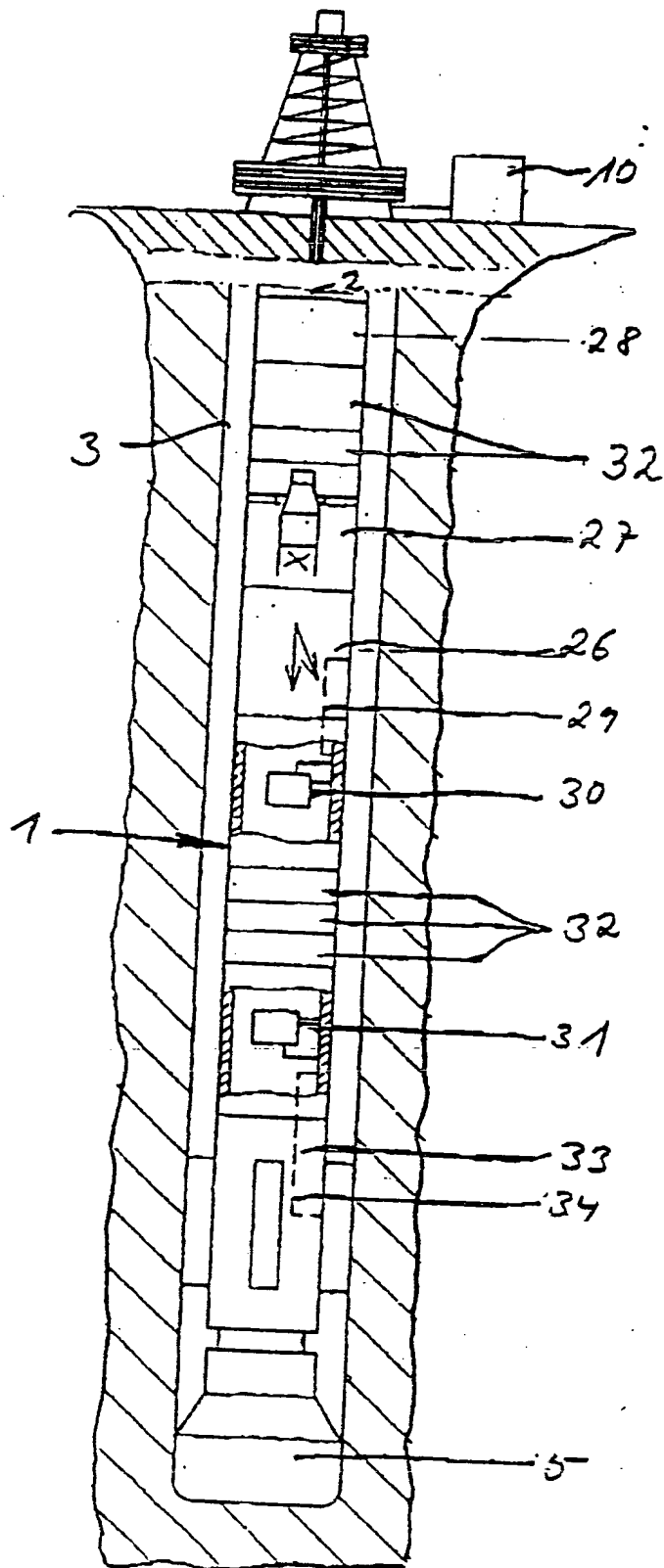


Fig. 3

(19)



Europäisches Patentamt

European Patent Office

Office européen des brevets



(11)

EP 0 426 820 B1

(12)

EUROPÄISCHE PATENTSCHRIFT

(45) Veröffentlichungstag und Bekanntmachung des Hinweises auf die Patenterteilung:

17.01.1996 Patentblatt 1996/03

(51) Int Cl.6: **E21B 47/12, H01F 38/00**

(86) Internationale Anmeldenummer:
PCT/EP90/00837

(21) Anmeldenummer: **90908523.5**

(87) Internationale Veröffentlichungsnummer:
WO 90/14497 (29.11.1990 Gazette 1990/27)

(22) Anmeldetag: **23.05.1990**

(54) VERFAHREN UND VORRICHTUNG ZUR ÜBERTRAGUNG VON INFORMATIONEN- UND/ODER STEUERSIGNALEN IN EINEM BOHRSTRANG

PROCESS AND DEVICE FOR TRANSMITTING DATA SIGNALS AND/OR CONTROL SIGNALS IN A PIPE TRAIN

PROCEDE ET DISPOSITIF POUR TRANSMETTRE DES SIGNAUX DE DONNEES ET/OU DE COMMANDE DANS UN TUBAGE

(84) Benannte Vertragsstaaten:
BE FR GB NL

(30) Priorität: **23.05.1989 DE 3916704**

(43) Veröffentlichungstag der Anmeldung:
15.05.1991 Patentblatt 1991/20

(73) Patentinhaber: **Eastman Christensen GmbH**
D-29221 Celle (DE)

(72) Erfinder:
• **JÜRGENS, Rainer**
D-3100 Celle (DE)
• **KRÜGER, Volker**
D-3100 Celle (DE)

• **OPPELT, Joachim**
D-3000 Hannover 51 (DE)
• **FELD, Dagobert**
D-3000 Hannover 1 (DE)
• **SCHLEEMANN, Martin**
D-3014 Laatzen (DE)

(74) Vertreter: **Busse & Busse Patentanwälte**
D-49002 Osnabrück (DE)

(56) Entgegenhaltungen:
EP-A- 0 330 558 WO-A-88/01096
DE-A- 3 916 704 FR-A- 2 303 153
FR-A- 2 617 901 US-A- 2 379 800
US-A- 2 547 875 US-A- 3 090 031
US-A- 3 588 804 US-A- 4 293 936
US-A- 4 314 365 US-A- 4 605 268

Anmerkung: Innerhalb von neun Monaten nach der Bekanntmachung des Hinweises auf die Erteilung des europäischen Patents kann jedermann beim Europäischen Patentamt gegen das erteilte europäische Patent Einspruch einlegen. Der Einspruch ist schriftlich einzureichen und zu begründen. Er gilt erst als eingelegt, wenn die Einspruchsgebühr entrichtet worden ist. (Art. 99(1) Europäisches Patentübereinkommen).

Beschreibung

Die Erfindung bezieht sich auf eine Vorrichtung zur Übertragung von Informations- und/oder Steuersignalen in einem Bohrstrang während des Betriebs eines einen Bohrmeißel umfassenden Bohrgerätes, insbesondere zur Übertragung von Informations- und/oder Steuersignalen aus dem Bohrloch zur Erdoberfläche, in einer Ausbildung nach dem Oberbegriff des Anspruchs 1.

Bei bekannten Vorrichtungen zur Übertragung von Informations- und/oder Steuersignalen in einem Bohrstrang sind die Geräte zur Informationsdatenerfassung und der Prozessor zur Umwandlung der Daten in eine Folge elektrischer Steuersignale in demselben Gehäuseeinsatz oder in getrennten, unmittelbar aneinander angrenzenden Gehäuseeinsätzen vereinigt, die z.B. durch Steckverbindungen galvanisch miteinander kopplbar sind. Eine derartige Anordnung eignet sich aber nur für Geräte zur Erfassung solcher Daten, die nicht oder nicht ausgesprochen selektiv ortsgebunden auftreten, wie es z.B. für Inklination, Azimut, Temperatur oder Druck zutrifft.

Aus der DE-B-34 28 931 sind darüber hinaus Geräte bekannt, bei denen ermittelte Informations- und Steuerdatensignale als Druckpulse von einem Sender über die Spülungsflüssigkeit des Bohrgerätes an eine Empfänger-einheit übertragen und von dort an den Prozessor weitergegeben werden. Diese Übertragungsart überzeugt für viele Einsatzbereiche, kann jedoch für bestimmte Datenübertragungserfordernisse, beispielsweise zur Übertragung von Daten von einem feststehenden Bohrstrangteil auf einen rotierenden Bohrstrangteil nur mit erhöhtem Aufwand Anwendung finden. Dies gilt auch für die Datenübertragung in größeren Teufen bei z.B. dem Richtungsbohren. Die Anordnungsmöglichkeit von Druckpulssensoren innerhalb des Bohrstrangs ist zudem aufgrund der Verschleißanfälligkeit derartiger Geräte beschränkt.

Aus der FR-A-2.303.153 ist eine Vorrichtung zur Übertragung von Informationssignalen in einem Bohrstrang der eingangs genannten Art bekannt. Bei dieser Vorrichtung werden Informationssignale akustisch über Schallsensoren-/schallempfängereinheiten übertragen, nicht jedoch von einem feststehenden und einem rotierenden Bohrstrangbereich. Gleiches gilt auch für die aus der WO 88/01096, der US-A-3,090,031 sowie aus der DE-A-39 16 704 bekannten Vorrichtungen.

Es ist daher Aufgabe der vorliegenden Erfindung, eine Vorrichtung der eingangs genannten Art zu schaffen, mit der sowohl ortsgebundene als auch vom Prozessor örtlich abgesetzt zu erfassende Informationen unter Berücksichtigung der Besonderheiten der im Bohrstrang vorliegenden Einsatzbedingungen schnell auch beispielsweise beim Richtungsbohren zu übertragen sind, und zwar auch von rotierenden auf feststehenden Bohrstrangbereiche.

Zur Lösung dieser Aufgabe zeichnet sich die Vorrichtung der eingangs genannten Art durch die im kenn-

zeichnenden Teil des Anspruchs 1 angegebenen Merkmale aus. Wesentliche vorteilhafte Ausgestaltungen der Vorrichtung ergeben sich aus dem Ansprüchen 2 bis 17.

Durch die Übertragung der Informations- bzw. Steuersignale auf der Übertragungsstrecke zwischen der Sender- und Empfänger-einheit über magnetisch induktive Koppler, die transformatorisch gekoppelt sein können, oder durch Schallsignalsender und -empfänger, zweckmäßigerweise Ultraschall- oder Körperschallsender und -empfänger ist zunächst die Voraussetzung einer erhöhten Übertragungsgeschwindigkeit bei Verringerung von Übertragungsfehlern auch beim z.B. Richtungsbohren gegeben.

Darüber hinaus kann in kritischen Bereichen im rauen Alltagsbetrieb eines Bohrrohrstranges zwischen den zu verbindenden Rohren eine Datenübertragung stattfinden, bei denen eine galvanische Kabelverbindung für eine direkte Verbindung einen erheblichen Herstellungs- und/oder Montageaufwand erfordern würde bzw. aufgrund der rauen Betriebsbedingungen während des Bohrbetriebes eine erhebliche Störanfälligkeit der Kabelverbindung zu befürchten wäre. Daher sind die Informations- und/oder Steuersignale von einem z.B. während des Bohrbetriebes feststehenden Außenrohr berührungslos auf ein rotierendes Innenrohr zu übertragen. Eine Übertragung von Datensignalen ist mit nur geringem Aufwand in zweierlei Richtung möglich, so daß ohne weiteres eine Empfänger-einheit als Sendereinheit operieren kann, indem z.B. ausgewählte Frequenzbereiche als Sender- oder Empfangsoperation zugeordnet werden. Dazu können Filter Einsatz finden. Gleichfalls lassen sich diese jeweils zweifachen Operationsaufgaben auch durch geeignete Steuerschaltungen realisieren.

Die für die induktive Datenübertragung und/oder Schallsignalübertragung notwendigen Übertragungselemente sind bekannte Bauelemente, die lediglich je nach Einsatzfall auf die betriebsoptimierten Übertragungsbedingungen einzustellen oder auszuliegen sind. So sind z.B. als magnetisch induktive Koppler sowohl als Sender- als auch als Empfänger-einheit Induktionsschleifen oder Spulenkörper geeignet, deren Windungszahl bzw. -durchmesser den Betriebsbedingungen in geeigneter Weise anzupassen ist. Als induktiv magnetische Empfänger-einheiten sind darüber hinaus auch magnetfeldempfindliche Halbleitersensoren geeignet. Zweckmäßigerweise liegen die in den einander zugewandten Endbereichen als einerseits Sender- und andererseits als Empfänger-einheit dienenden magnetisch induktiven Koppler frei zueinander ausgerichtet, wodurch diese in baulich einfacher Weise transformatorisch zu koppeln sind. Sind an beiden Enden eines Rohres magnetisch induktive Koppler als einerseits Empfänger und andererseits Sender für ein nachfolgendes Bohrrrohr vorhanden, können diese galvanisch durch vorzusehende Kabelverbindungen, aber auch über elektrisch leitende Bohrrrohrwandungsteile miteinander verbunden werden. Elektrisch leitende Bohrrrohrwandungsteile können nach au-

ßen oder nach innen hin derart den Übertragungsaufgaben von Spulenkörpern angepaßt sein, daß sie einen hinreichenden Spalt zum Spulenkörper haben, um nicht die magnetischen Wechselfelder aufgrund ihrer elektrischen Leitfähigkeit verfälschenderweise zu beeinflussen.

Die von der Empfängereinheit der Übertragungsstrecke empfangenen Informations- und/oder Steuersignale werden an eine Sendereinheit einer weiteren Übertragungsstrecke, von wo sie weitergegeben werden. Somit können sowohl die magnetisch-induktiven Koppler als auch die Schallsensoren bzw. -empfänger der Übertragungsstrecke mit dieser weiteren Übertragungsstrecke gekoppelt sein, die z.B. aus der DE-B-34 28 931 bekannte Übertragungselemente als Sender- und Empfängereinheiten aufweist, wie z.B. Druckpuls-sender. Hierbei werden die Druckpulse über die die weitere Übertragungsstrecke bildende Spülungsflüssigkeit des Bohrgerätes auf die Druckpuls-empfängereinheit übertragen werden, die in bekannter Weise mit dem Prozessor zur Verarbeitung der empfangenen Informations- bzw. Steuersignale verbunden ist.

Zur weiteren Erläuterung der Erfindung wird auf weitere Unteransprüche, die Zeichnung und die nachfolgende Beschreibung verwiesen. In der Zeichnung zeigen jeweils in einer schematischen abgebrochenen Querschnittsdarstellung:

(Hieran soll sich die ursprüngliche Beschreibung ab Seite 5, 2. Absatz anschließen.)

Fig. 1 ein Ausführungsbeispiel der Vorrichtung nach der Erfindung bei einem Bohrstrang zum Richtungsbohren mit einerseits Körperschallsignalübertragung sowie nachfolgender Druckpulssignalübertragung;

Fig. 2 ein Ausführungsbeispiel der Vorrichtung nach der Erfindung mit einerseits induktiver Signalübertragung von einem Andruckkraftsensor und andererseits Druckpulsdatenübertragung für Andruckkraftsignale sowie für Neigungs- und Richtungsdatensignale eines weiteren Sensors;

Fig. 3 ein Ausführungsbeispiel der Vorrichtung nach der Erfindung mit Druckpulssignalübertragung von Neigungs- und Richtungsmeßdatensignalen zum Prozessor und mit Körperschallsignalübertragung der Neigungs- und Richtungsmeßdaten an ein Richtbohrwerkzeug.

Die in der Zeichnung veranschaulichten Bohrgeräte mit Vorrichtungen nach der Erfindung umfassen jeweils einen als Ganzes mit 1 bezeichneten Bohrstrang mit einem inneren Kanal 2 sowie einen den Bohrrohrstrang 1 umgebenden Ringraum 3.

Bei dem Ausführungsbeispiel der Vorrichtung nach der Fig. 1 dient der Bohrstrang 1 zum Richtungsbohren.

Der Bohrstrang 1 hat wiederum einen inneren Kanal 2 sowie einen den Bohrstrang 1 umgebenden Ringraum 3. Während des Betriebes des Bohrgerätes wird hier mittels einer nicht dargestellten Pumpe Spülungsflüssigkeit durch den inneren Kanal 2 abwärts gepumpt, die auf ihrem Wege zur Bohrlochsohle eine nicht dargestellte Bohrturbine antreibt und durch Düsen des von der Bohrturbine angetriebenen Drehbohrmeißels 5 in das Bohrloch austritt und durch den den Bohrrohrstrang umgebenden Ringraum 3 zur Erdoberfläche zurückkehrt. Hier ist wiederum oberhalb des Drehbohrmeißels 5 ein Sensor 7 für Neigungs- und Richtungsmeßdaten angeordnet, der mit dem Körperschallsender 11 verbunden ist. Zwischen dem den Körperschallsender 11 tragenden Bohrrohr und dem Untertagebohrmotor 12 mit Spülungsantrieb ist ein Gelenkstück 13 vorhanden. Zwischen dem Motor 12 und dem den Körperschallempfänger 14 tragenden Bohrrohr ist ein weiteres Gelenkstück 13 vorgesehen. Die vom Sensor 7 ermittelten Neigungs- und Richtungsmeßdaten werden durch Körperschall vom Sender 11 an den Empfänger 14 geleitet. Oberhalb des Empfängers 14 ist ein Druckpulssender 15 bekannter Bauart angeordnet, der die vom Empfänger 14 erhaltenen Signale über eine weitere Übertragungsstrecke, die durch die Spülungsflüssigkeit im inneren Rohr 2 gebildet wird, an den Druckpuls-empfänger 16 weiterleitet. Diese werden nach Umwandlung in elektrische Signale in dem Prozessor 10 ausgewertet.

In dem Ausführungsbeispiel nach Fig. 2 ist oberhalb des Drehbohrmeißels 5 des Bohrstranges 1 ein erster Sensor 17 zur Ermittlung von Andruckkraftsignalen angeordnet. Dieser ist galvanisch mit einem Spulenkörper 18 verbunden. Der Spulenkörper 18 ist Sender zur magnetisch induktiven Übertragung der empfangenen Signale an einen transformatorisch mit der Spule 18 über den freien Luftspalt 19 gekoppelten Spulenkörper 20, der mithin den Empfänger dieser magnetisch induktiven Übertragungsstrecke darstellt, so daß die Datenübertragung berührungslos von den rotierenden Teilen 5, 17 sowie dem den Spulenkörper 18 tragenden Außenrohr 21 des Bohrstranges 1 auf die nicht rotierenden Bohrrohrwandungsteile 22 sowie den sich daran anschließenden Bohrmotor 23 erfolgt. Über den Untertagemotor 23 werden die Signale des Sensors 17 durch galvanische Kopplung über eine Kabelverbindung 24 an einen Neigungs- und Richtungssensor 25 weitergeleitet. Die in den beiden Sensoreinheiten 17 und 25 generierten Meßdaten werden dann gemeinsam von der Druckpulssender-einheit über die Spülungsflüssigkeitssäule im Kanal 2 des Bohrgestänges in bekannter Weise an den Druckpuls-empfänger 16 weitergeleitet und von dort über eine Kabelverbindung an den Prozessor nach Umwandlung in elektrische Signale übertragen.

Bei dem Ausführungsbeispiel nach Fig. 3 ist ein Neigungs- und Richtungssensor sowohl mit einem Druckpulssender 27 zur Übertragung der Neigungs- und Richtungsmeßsignale zu dem Druckpuls-empfänger 28 und Weiterleitung nach Umwandlung in elektrische Signale

an den Prozessor 10 verbunden als auch über eine Kabelverbindung 29 mit einem Körperschallsender 30 zur Kurzstreckendatenübertragung an einen Körperschallempfänger 31. Oberhalb und unterhalb des Neigungs- und Richtungsdatensensors befinden sich mehrere an-
 5 antimagnetische Schwerstangen 32, um die Neigungs und Richtungsdatenermittlung mithilfe von magnetempfindlichen Sensoren nicht zu beeinflussen. Die vom Nei-
 10 gungs- und Richtungssensor 26 über Körperschall auf den Körperschallempfänger 31 übertragenen Steuersignale werden über eine Kabelverbindung 33 an das Richtbohrwerkzeug 34 gegeben, so daß bei auftretenden Abweichungen zwischen einer vorgegebenen Rich-
 15 tung bzw. Neigung und den von dem Sensor 26 erfaßten Ist-Werten Steuerbewegungen solange durchzuführen sind, bis die Abweichung sich innerhalb eines vorgebbaren Toleranzbereiches verringert hat.

Neben den vorgenannten Vorrichtungen können für Übertragungseinrichtungen und Sensoren im allgemei-
 20 nen sowohl weitere Elektronikkomponenten zur Signalverarbeitung als auch Batterien oder Generatoren mit Antrieb durch die Bohrspülung oder umlaufende Bohrstrangteile zur Erzeugung elektrischer Energie erforder-
 25 lich sein, welche jedoch für sich bekannt sind und in der jeweils geeigneten Weise vorgesehen werden können.

Patentansprüche

1. Vorrichtung zur Übertragung von Informations- und/oder Steuersignalen in einem Bohrstrang (1) während des Betriebes eines einen Bohrmeißel (5) umfassenden Bohrgerätes, insbesondere zur Übertragung von Informations- und/oder Steuersignalen aus dem Bohrloch zur Erdoberfläche, mit zumindest einer am Bohrrohrstrang (1) vorsehbaren Steuergerä- und/oder Datenerfassungseinheit und einem Prozessor (10), wobei die Informations- und/oder Steuersignale zwischen Prozessor (10) und Steuergerät- bzw. Datenerfassungseinheit auf einer Übertragungsstrecke von einer Sendereinheit an eine Empfängereinheit weitergeleitet werden, die Übertragungsstrecke zur Übertragung der Informations- und/oder Steuersignale zwischen der Sender- und Empfängereinheit einander zugeordnete magnetisch induktive Koppler (18,20) oder einander zugeordnete schallsensoren-/Schallempfängereinheiten (8,9,11,14,30,31) umfaßt, die von der Empfängereinheit (20) der Übertragungsstrecke empfangenen Informations- und/oder Steuersignale an eine Sendereinheit (15) einer weiteren Übertragungsstrecke weitergegeben werden und die Sendereinheit (15) der weiteren Übertragungsstrecke die empfangenen Signale an die Empfängereinheit (16) der weiteren Übertragungsstrecke weitergibt, dadurch gekennzeichnet, daß einander zugeordnete induktive Koppler (18,20) oder Schallsensoren/Schallempfänger (8,9,11,14,30,31) an relativ
 30 35 40 45 50 55
2. Vorrichtung nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß in gegenüberliegenden Endbereichen eines Rohres des Bohrstranges (1) vorgesehene magnetisch induktive Koppler galvanisch über eine Kabelverbindung (39,40) und/oder elektrisch leitende Rohrwandungsteile miteinander verbindbar sind.
3. Vorrichtung nach Anspruch 2, dadurch gekennzeichnet, daß magnetisch induktive Koppler (18,20) als in den Endbereichen einander zugewandter Rohre (35,36) des Bohrrohrstranges (1) angeordnete Spulenkörper und/oder magnetfeldempfindliche Halbleitersensoren ausgebildet sind.
4. Vorrichtung nach Anspruch 3, dadurch gekennzeichnet, daß die in den Endbereichen der Rohre (35,36) des Bohrrohrstranges angeordneten magnetisch induktiven Koppler (18,20) einander frei zugewandt und transformatorisch gekoppelt sind.
5. Vorrichtung nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß magnetisch induktive Koppler (18,20) gegenüber angrenzenden elektrisch leitenden Rohrwandungsteilen mit einem Abstand vorsehbar sind.
6. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 1 bis 5, dadurch gekennzeichnet, daß der die magnetisch induktiven Koppler (18,20) umfassenden Übertragungsstrecke eine eigene Sendereinheit (15) und eigene Empfängereinheit (16) umfassende weitere Übertragungsstrecke zugeordnet ist.
7. Vorrichtung nach Anspruch 6, dadurch gekennzeichnet, daß die Sendereinheit (15) der weiteren Übertragungsstrecke mit den aus der ersten Übertragungsstrecke übertragenen Informations- und/oder Steuersignalen beaufschlagbar ist.
8. Vorrichtung nach Anspruch 6 oder 7, dadurch gekennzeichnet, daß die weitere Übertragungsstrecke durch eine von der weiteren Sendereinheit (15) mit Druckpulsen beaufschlagende Spülungsflüssigkeit des Bohrgerätes gebildet ist.
9. Vorrichtung nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß die von dem Schallsensor (8) empfangenen Daten als Ultraschallsignale an den Schallempfänger (9) weitergeleitet werden.

10. Vorrichtung nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß die von dem Schallsensor (11,30) empfangenen Datensignale als Körperschallsignale an den Schallempfänger (14,31) weitergeleitet werden. 5
11. Vorrichtung nach Anspruch 10, dadurch gekennzeichnet, daß die Körperschallsignale über Bohrrrohrstrangteile an den Schallempfänger (14,31) übertragen werden. 10
12. Vorrichtung nach Anspruch 9, dadurch gekennzeichnet, daß die Übertragungsstrecke durch eine Spülungsflüssigkeit des Bohrgerätes gebildet ist und die Schallsignale über die Spülungsflüssigkeit übertragen werden. 15
13. Vorrichtung nach Anspruch 8 oder 9, dadurch gekennzeichnet, daß die Übertragungsstrecke durch eine innerhalb des Bohrrrohrstranges gelegene Luftsäule gebildet ist und die Schallsignale über die Luftsäule von dem Schallsensor auf den Schallempfänger (9) übertragen wird. 20
14. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 8 bis 13, dadurch gekennzeichnet, daß die von dem Schallempfänger (9,14,31) der Übertragungsstrecke empfangenen Schallsignale an eine Sendereinheit (15) einer nachgeordneten weiteren Übertragungsstrecke weitergegeben und von dort an eine eigene Empfängereinheit (16) der weiteren Übertragungsstrecke weitergeleitet werden. 25 30
15. Vorrichtung nach Anspruch 14, dadurch gekennzeichnet, daß die von der Sendereinheit (15) der weiteren Übertragungsstrecke empfangenen Schallsignale als Druckpulssignale weitergeleitet werden. 35
16. Vorrichtung nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß zwischen dem Schallsensor (8,11,31) und dem Schallempfänger (9,14,30) Signalverstärker vorgesehen sind. 40
17. Vorrichtung nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß an Bohrröhrinnenwandungsteilen als Schallsignalsender und Schallsignalempfänger PE-Zuwandler befestigt sind. 45

Claims

1. A device for transmitting data and/or control signals in a drill line (1) during the operation of a drilling implement comprising a drill bit (5), particularly for transmitting data and/or control signals from the bore hole to the surface with, adapted to be provided on the drill line (1), at least one control device and/or 55

data acquisition unit and a processor (10), the data and/or control signals between processor (10) and control device or data acquisition unit being transmitted over a path from a transmitter unit to a receiver unit, the transmission path for conveying data and/or control signals between the transmitter and receiver unit comprising mutually associated magnetically inductive couplers (18, 20) or mutually associated audio sensors/audio receiver units (8, 9, 11, 14, 30, 31), the data and/or control signals received by the receiver unit (20) of the transmission path being passed to a transmitter unit (15) of a further transmission path and the transmitter unit (15) of the further transmission path sending the received signals to the receiver unit (16) of the further transmission path, characterised in that mutually associated inductive couplers (18, 20) or audio sensors/audio receivers (8, 9, 11, 14, 30, 31) are disposed on portions of the drill line which are adapted for rotating movement in relation to one another and in that the data and control signals are transmitted from one drill line to the other without contact and in that the further transmission of the data and control signals takes place via pressure pulse signals or by a galvanic connection.

2. A device according to claim 1, characterised in that magnetically inductive couplers in oppositely disposed end portions of one pipe of the drill line (1) can be connected to one another galvanically by a cable connection (39, 40) and/or electrically conductive pipe wall parts.
3. A device according to claim 2, characterised in that magnetically inductive couplers (18, 20) are constructed as coil bodies and/or magnetic field-sensitive semi-conductor sensors disposed in the end portions of mutually facing pipes (35,36) of the drill line (1).
4. A device according to claim 3, characterised in that the magnetically inductive couplers (18, 20) disposed in the end portions of the pipes (35, 36) of the drill line face one another freely and are coupled by transformer.
5. A device according to claim 1, characterised in that magnetically inductive couplers (18, 20) of oppositely adjacent electrically conductive pipe wall parts can be provided and are spaced apart from one another.
6. A device according to one of claims 1 to 5, characterised in that the transmission path comprising the magnetically inductive couplers (18, 20) has associated with it a further transmission path comprising its own transmitter unit (15) and its own receiver unit (16).

7. A device according to claim 6, characterised in that the transmitter unit (15) of the further transmission path can be subject to the data and/or control signals transmitted by the first transmission path. 5
8. A device according to claim 6 or 7, characterised in that the further transmission path is formed by a drilling fluid of the drilling implement which is subject to pressure pulses from the further transmitter unit (15). 10
9. A device according to claim 1, characterised in that the data received by the audio sensor (8) are passed on to the audio receiver (9) in the form of ultrasonic signals. 15
10. A device according to claim 1, characterised in that the data signals received by the audio sensor (11, 30) are passed to the audio receiver (14, 31) as audio signals which pass through solids. 20
11. A device according to claim 10, characterised in that the audio signals adapted to pass through solids are transmitted to the audio receiver (14, 31) via parts of the pipe line. 25
12. A device according to claim 9, characterised in that the transmission path is formed by drilling mud in the drilling implement, the audio signals being transmitted via the drilling mud. 30
13. A device according to claim 8 or 9, characterised in that the transmission path is formed by a column of air situated inside the drill line, the audio signals being transmitted by the audio sensor to the audio receiver (9) via the column of air. 35
14. A device according to one of claims 8 to 13, characterised in that the audio signals received by the audio receiver (9, 14, 31) of the transmission path are passed to a transmitter unit (15) of a further transmission path on the downstream side and are passed from there to a receiver unit (16) incorporated into the further transmission path. 40
15. A device according to claim 14, characterised in that the audio signals received from the transmitter unit (15) of the further transmission path are passed on as pressure pulse signals. 45
16. A device according to claim 1, characterised in that signal amplifiers are provided between the audio sensor (8, 11, 31) and the audio receiver (9, 14, 30). 50
17. A device according to claim 1, characterised in that piezo electric transducers are fixed to parts of the inside walls of the drill pipe to serve as audio signal transmitters and receivers. 55

Revendications

1. Dispositif pour la transmission de signaux de données et/ou de commande dans un train de tiges de forage (1) pendant le fonctionnement d'un outil de forage comprenant un trépan (5), en particulier pour la transmission de signaux de données et/ou de commande du forage à la surface du sol, comprenant au moins une unité de saisie de données et/ou de commande qui peut être prévue sur le train de tiges (1) et un processeur (10), étant entendu que les signaux de données et/ou de commande entre le processeur (10) et l'unité de saisie de données ou de commande sont acheminés par une liaison de transmission depuis un émetteur jusqu'à un récepteur, que la liaison de transmission servant pour la transmission de signaux de données et/ou de commande entre l'émetteur et le récepteur comprend des coupleurs à induction magnétique associés l'un à l'autre (18, 20) ou des capteurs/récepteurs de son associés l'un à l'autre (8, 9, 11, 14, 30, 31), que les signaux de données et/ou de commande reçus par le récepteur (20) de la liaison de transmission sont transmis à un émetteur (15) d'une autre liaison de transmission et l'émetteur (15) de l'autre liaison de transmission transmet les signaux reçus au récepteur (16) de l'autre liaison de transmission, caractérisé en ce que les coupleurs à induction magnétique associés l'un à l'autre (18, 20) ou les capteurs/récepteurs de son (8, 9, 11, 14, 30, 31) sont montés sur des zones du train de tiges pouvant tourner l'une par rapport à l'autre et les signaux de données et de commande sont transmis sans contact, d'une zone à l'autre zone de train de tiges, la transmission ultérieure des signaux de données et de commande s'effectuant via des signaux d'impulsions de pression ou via une liaison galvanique.
2. Dispositif suivant la revendication 1, caractérisé en ce que des coupleurs à induction magnétique train de tiges (1) peuvent être reliés par voie galvanique, par l'intermédiaire d'une liaison de câbles (39, 40) et/ou des parties de paroi de tubes conductrices de l'électricité.
3. Dispositif suivant la revendication 2, caractérisé en ce que les coupleurs à induction magnétique (18, 20) sont conçus comme des corps de bobine et/ou des capteurs à semi-conducteurs sensibles au champ magnétique, disposés dans les zones d'extrémité de tubes se faisant face (35, 36) du train de tiges (1).
4. Dispositif suivant la revendication 3, caractérisé en ce que les coupleurs à induction magnétique (18, 20) disposés dans les zones d'extrémité des tubes (35, 36) du train de tiges se font face librement et sont couplés en transformateur.

5. Dispositif suivant la revendication 1, caractérisé en ce que les coupleurs à induction magnétique (18, 20) peuvent être prévus à une certaine distance face aux parties de paroi de tube voisines, conductrices de l'électricité. 5
6. Dispositif suivant l'une quelconque des revendications 1 à 5, caractérisé en ce que la liaison de transmission comprenant les coupleurs à induction magnétique (18, 20) est associée à une autre liaison de transmission comprenant son propre émetteur (15) et son propre récepteur (16). 10
7. Dispositif suivant la revendication 6, caractérisé en ce que l'émetteur (15) de l'autre liaison de transmission peut être alimenté par les signaux de données et/ou de commande provenant de la première liaison de transmission. 15
8. Dispositif suivant la revendication 6 ou 7, caractérisé en ce que l'autre liaison de transmission est formée par une boue de rinçage de l'outil de forage, qui transmet des impulsions de pression depuis l'autre émetteur (15). 20
9. Dispositif suivant la revendication 1, caractérisé en ce que les données reçues par le capteur de son (8) sont transmises sous forme de signaux ultrasonores au récepteur de son (9). 25
10. Dispositif suivant la revendication 1, caractérisé en ce que les signaux de données reçus par le capteur de son (11, 30) sont transmis sous forme de signaux sonores dans les solides au récepteur de son (14, 31). 30
11. Dispositif suivant la revendication 10, caractérisé en ce que les signaux sonores dans les solides sont transmis au récepteur de son (14, 31) via des parties du train de tiges. 35
12. Dispositif suivant la revendication 9, caractérisé en ce que la liaison de transmission est formée par une boue de rinçage de l'outil de forage et les signaux sonores sont transmis via la boue de rinçage. 40
13. Dispositif suivant la revendication 8 ou 9, caractérisé en ce que la liaison de transmission est formée par une colonne d'air située à l'intérieur du train de tiges et les signaux sonores sont transmis via la colonne d'air depuis le capteur de son au récepteur de son (9). 45
14. Dispositif suivant l'une quelconque des revendications 8 à 13, caractérisé en ce que les signaux sonores reçus par le récepteur de son (9, 14, 31) de la liaison de transmission sont transmis à un émetteur (15) d'une autre liaison de transmission suivante et de là, à un récepteur propre (16) de l'autre liaison de transmission. 50
15. Dispositif suivant la revendication 14, caractérisé en ce que les signaux sonores reçus de l'émetteur (15) de l'autre liaison de transmission sont transmis sous forme de signaux d'impulsions de pression. 55
16. Dispositif suivant la revendication 1, caractérisé en ce que des amplificateurs de signaux sont prévus entre le capteur de son (8, 11, 31) et le récepteur de son (9, 14, 30).
17. Dispositif suivant la revendication 1, caractérisé en ce que des transducteurs en polyéthylène sont fixés à des parties de paroi interne du train de tiges à titre d'émetteur et de récepteur de signaux sonores.

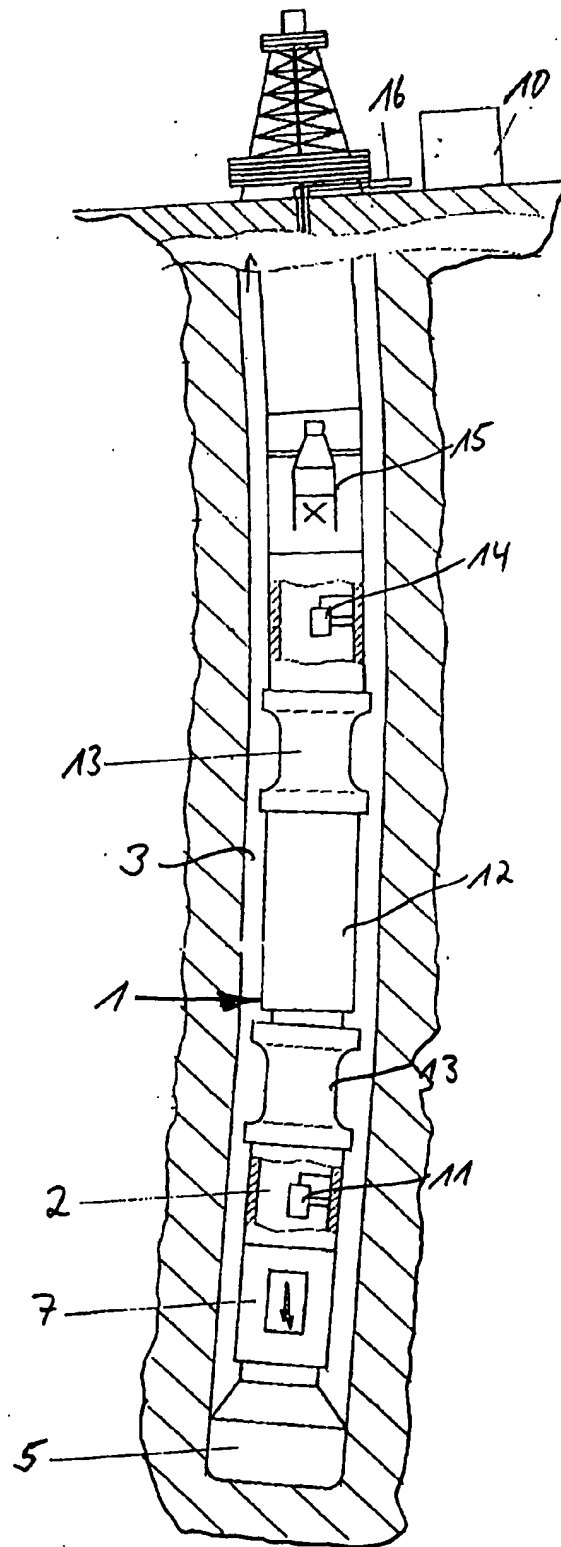


Fig. 1

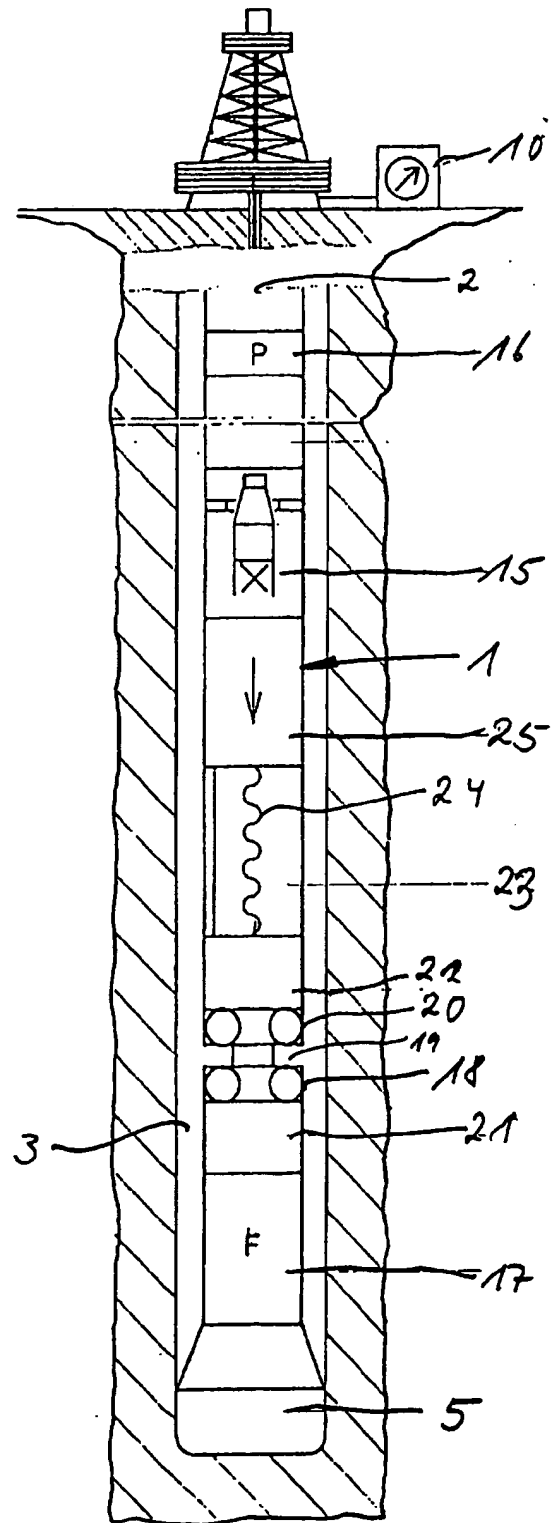


Fig. 2

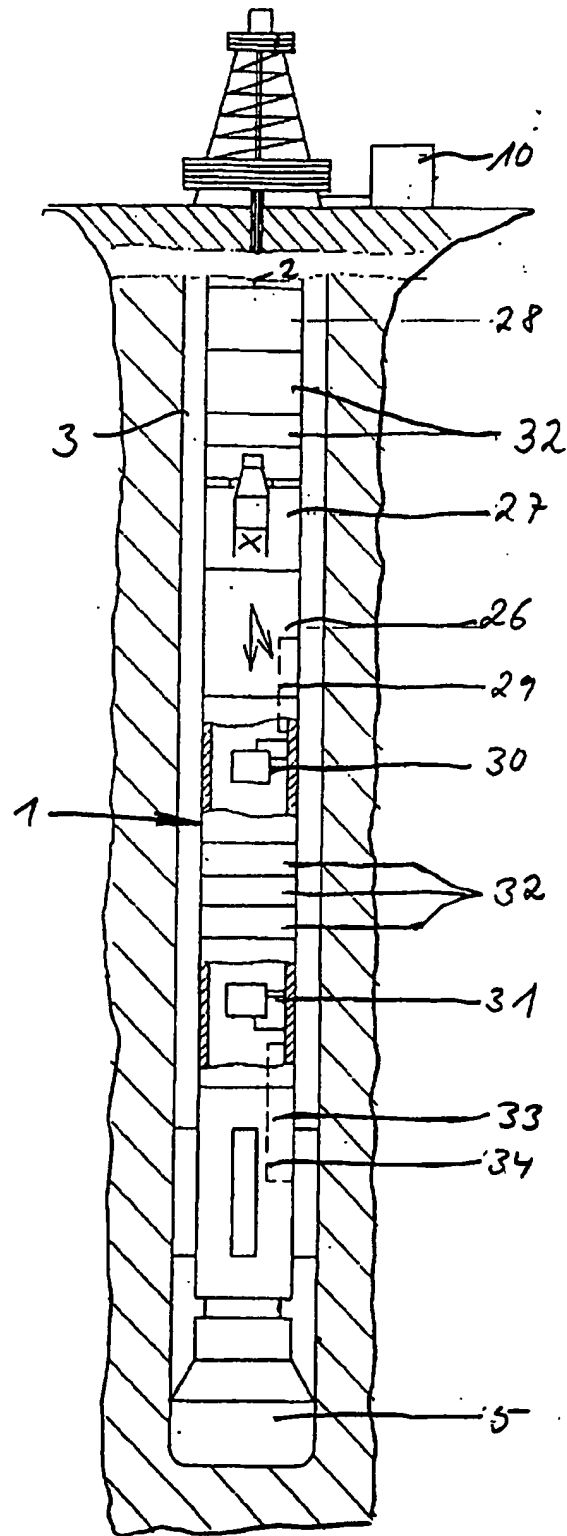


Fig. 3